

高密度压井液环境下某井 APR 测试替喷技术

汤火林¹, 张天翊², 黄刚¹, 苏超¹, 顾国刚¹

1. 中国石油集团长城钻探工程有限公司测试公司 北京 100101

2. 中国石油大学(北京)石油工程学院 北京 102200

通讯作者: Email: thlin.gwde@cnpc.com.cn

引用: 汤火林, 张天翊, 黄刚, 等. 高密度压井液环境下某井 APR 测试替喷技术[J]. 油气井测试, 2023, 32(3): 17-21.

Cite: TANG Huolin, ZHANG Tianyi, HUANG Gang, et al. APR testing bullheading technique in high-density well killing fluid environment[J]. Well Testing, 2023, 32(3): 17-21.

摘要 高密度泥浆环境中下入 APR 测试管柱使用 OMNI 阀诱喷作业时, 泥浆沉淀易导致封隔器埋卡, 操作不当易导致 OMNI 阀失效。在理论研究和现场多次实践应用的基础上, 采用合理控制封隔器坐封到替液之间的时间间隔, 防止高密度压井液沉淀埋卡封隔器; 优化替液及 OMNI 阀操作方案, 避免 OMNI 阀在操作过程中被高密度压井液中固体颗粒冲蚀损坏。海外某气田具备“三高”气田特征, 应用该技术十余井次, 包含两井次中途测试作业, 施工过程中 OMNI 阀工作正常, 管柱密封可靠, 封隔器未出现埋卡的情况, 录取资料合格, 作业一次成功率 100%。该技术针对“三高”气井 APR 测试作业先射孔后下入测试管柱及中途测试的工艺要求, 实现了替液诱喷的需求, 确保了测试作业的井控安全和工程质量, 为后续的测试作业提供了技术支持。

关键词 APR 测试管柱; OMNI 阀; 高密度压井液; 埋卡; 诱喷; 替液

中图分类号: TE373 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.03.004

APR testing bullheading technique in high-density well killing fluid environment

TANG Huolin¹, ZHANG Tianyi², HUANG Gang¹, SU Chao¹, GU Guogang¹

1. Well Testing Company, CNPC Greatwall Drilling Engineering Co., Ltd., Beijing 100101, China

2. Petroleum Engineering College of China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102200, China

Abstract: When the OMNI valve is for bullheading operations with the APR testing string in the high-density mud environment, mud deposition can easily cause packer sticking, and improper operation can lead to OMNI valve failure. Based on theoretical research and multiple field applications, the time interval between packer setting and bullheading with displacement fluid was controlled in a reasonable manner to prevent packer sticking caused by mud deposition in high-density drilling fluid. Furthermore, the displacement fluid and OMNI valve operation scheme were optimized to avoid erosion and damage to the OMNI valve by solid particles in the high-density drilling fluid. This technique has been applied in over 10 wells, including two mid-job testing operations, in an overseas gas field with “three highs” characteristics. During the implementation process, the OMNI valve operated normally, and the string sealing was reliable without any packer sticking incidents. The recorded data met the qualification criteria, and the success rate of the operations was 100%. This technique meets the technical requirements of APR testing operations for “three highs” gas wells, such as perforation followed by running the testing string and mid-job testing. This technique satisfies the requirements for bullheading with displacement fluid, ensuring well control safety and engineering quality in testing operations and providing technical support for subsequent testing operations.

Keywords: APR testing string; OMNI valve; high-density well killing fluid; packer sticking; bullheading; displacement fluid

OMNI 阀是一种多次循环阀, 在工具管串入井坐封后, 对环空进行打压、泄压操作, 变化的压力通过传压孔推动其换位心轴运动, 从而分别带动 OMNI 阀循环孔及球阀的开闭并使该阀呈现不同的功能状态^[1-4]。由于其具有多次开关功能, 因此可进行管串试压、测试-射孔-酸压联作、酸压测试、多次循环-顶替作业等不同工艺的施工作业, 可简化作业

程序, 大大降低勘探成本^[5-6]。在高含 H₂S 井完井测试作业中, APR 测试工艺得到了普遍的推广应用。APR 测试方式通常采用测试射孔联作, 减轻对产层污染, 降低作业风险^[7-9]。但有时根据客户需求, APR 测试管串需要满足 PLT 作业需求, PLT 仪器通过钢丝或者电缆需要下到产层底部, 无法采用 APR 测试射孔联作技术; 另一方面, 如需要进行中

途测试作业,下测试管柱前井筒内为高密度压井液,APR 测试管串在这种情况下通常都需要在高密度压井液环境中下入,然后进行诱喷测试。高密度泥浆环境中下入 APR 测试管串,使用 OMNI 阀实现诱喷,需要确保环空泥浆替换彻底,防止泥浆残留在环空造成管柱埋卡;此外,在替液过程中,一旦地层流体进入环空,可能导致 OMNI 阀操作失败,或 APR 工具地面操作压力与计算值不符,对后续测试作业带来较大风险^[10-12]。针对高密度压井液环境下,使用 OMNI 阀替液诱喷过程中易出现的问题,结合海外某“三高”气田的现场实际应用案例,详细描述了施工方案及注意事项。

1 施工井基本信息

4-X 井为海外某气田的一口 APR 测试作业井(见图 1),人工井底 3 573.0 m,桥塞深度 3 310.0 m,射孔井段 3 067~3 082 m,层位为 XV 层,属灰岩地层,预测地层压力 63.5 MPa,预测地层温度 120℃,采用密度 2.1 g/cm³ 的压井液压井。套管尺寸为 $\phi 177.8$ mm 下深 3 599.2 m,测试油管采用 $\phi 88.9$ mm CBS 气密封性油管。

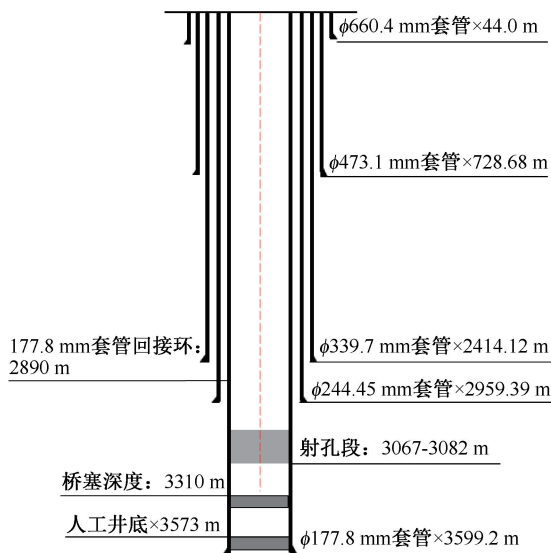


图 1 4-X 井井深结构图
Fig.1 4-X Well schematic

施工总体方案采用先下入射孔管柱完成射孔,后下入 APR 测试管柱进行测试的方式,以便测试过程中,PLT 工具能够下到产层底部,实现 PLT 的作业要求。考虑到井控安全,APR 测试工具需要在高密度泥浆环境中下入,封隔器坐封后,使用 OMNI 阀将井筒内高密度泥浆替换成测试液,一方面能够防止封隔器被埋卡,另外一方面能够实现诱喷。

2 施工方案设计

针对 4-X 井施工难点,采取了相应的施工方案。

2.1 施工难点

(1) OMNI 阀在高密度泥浆环境中下入,坐封到替液整个过程需要换装采气树、试压等(根据现场情况,X-4 井作业时,整个过程需要 10~24 h),泥浆长时间在井下静置,泥浆沉淀可能埋卡封隔器或堵塞 OMNI 阀循环孔,导致作业失败;

(2) 产层打开的情况下,使用测试液替出井筒内泥浆,替液过程中地层流体可能滑脱上升,进入管柱内。特别是针对于高压气井,一旦天然气上窜至管柱内,替液未彻底的情况下,此时操作关闭 OMNI 阀循环孔,环空可能残余部分泥浆,封隔器可能被埋卡。

2.2 施工方案

下射孔管柱射孔后压井循环,起出射孔管柱,下入 APR 测试管柱坐封(管柱下入前,将 OMNI 阀球阀部分去掉,如增加球阀部分,替液后如球阀上下压差过大,可能导致球阀开启失败),循环脱气,换装采气树,使用密度 1.2 g/cm³ 盐水作为测试液,替出 OMNI 阀以上管柱及油套环空内密度 2.1 g/cm³ 的泥浆,关闭 OMNI 阀循环孔,使其处于测试位,测试求产后进行 PLT 作业,地面关井,再次开井测试,压井起钻。APR 测试管柱见图 2。

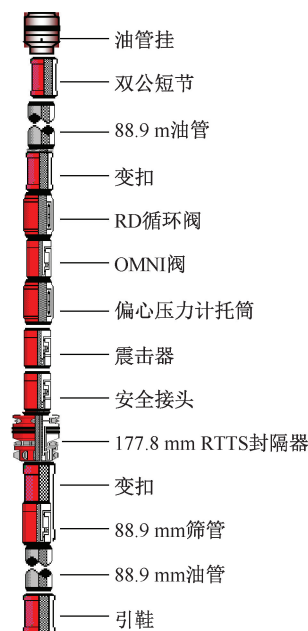


图 2 APR 测试管柱示意图
Fig.2 APR tools string design

在作业过程中为了有效保护套管安全,作业前需进行套管强度校核,保证套管强度达到作业要求。

2.3 施工要点

(1)压井液(泥浆)性能试验:根据地层温度,进行泥浆性能试验,要求在36 h内(根据泥浆性能)井下静置,泥浆性能稳定,不发生分层沉淀,能开泵循环。

(2)压力操作应严格参照套管强度校核,由于管柱在重泥浆环境中下入,破裂盘操作压力设置较高,应综合考虑套管抗内压强度,油管抗外挤强度,封隔器上下压差等因素。

(3)OMNI 阀充氮压力及操作压力控制:由于地层压力数据只是预测值,或者参考邻井资料获得,并不是准确值。同时若地层压力高于测试液静液柱压力,油管和油套环空替成测试液后,环空已带压。为保证操作 OMNI 阀时环空泄压期间,地层流体不进入井筒或不通过 OMNI 阀循环孔,防止 OMNI 阀密封刺坏,建议充氮压力及操作压力按照环空为压井液情况下计算,操作 OMNI 阀步骤如下:

① 替液结束后关闭液出口阀门;

② 通过泵车从环空打压,环空打压至 P_a

$$P_a = P_1 + P_2 + P_3$$

式中: P_1 为环空替为测试液时,环空 OMNI 阀循环孔以上静液柱压力,MPa; P_2 为环空内液体由泥浆替成测试液的静液柱压差值(取正值),MPa; P_3 为 OMNI 阀地面操作压力,MPa。

③ 稳压 1 min,环空泄压至环空压力值为 $P_1 + P_2$ 。

④ 稳压 1 min,重复步骤 ②、③,直至将 OMNI 阀操作至测试位。

(4)明确从封隔器坐封后至替液时限小于 24 h(根据泥浆性能),以防止泥浆沉淀埋卡封隔器及堵塞 OMNI 阀循环孔。

(5)替液前,从环空泵入隔离液,防止测试液与泥浆接触导致泥浆性能改变。

(6)替液应保持连续,期间避免停泵,防止压力波动导致 OMNI 阀芯轴运动,导致 OMNI 阀循环孔关闭,替液共分为两个阶段:

① 替油套环空泥浆阶段:由于油管内为压井液,施加在射孔段的压力大于地层压力,出口无需节流控压,保持稳定的泵排量,持续泵入。

$$P_d < P_4 + P_5 + P_6$$

式中: P_d 为地层压力,MPa; P_4 为 OMNI 循环孔以上油管内压井液静液柱压力,MPa; P_5 为从 OMNI 阀循环孔至液出口的循环压耗,MPa; P_6 为 OMNI 阀循环孔至射孔段液柱压力,MPa。

②替油管内泥浆阶段:此时油套环空流体为测试液,油管内为泥浆与测试液混合物,为平衡地层压力,液出口需要节流控压,以防止地层流体上窜至测试管柱内。泵压曲线开始呈下降趋势时,液出口开始节流控压,控压时尽量操作平稳,同时密切关注泵压变化,防止 RD 循环阀破裂盘被打开,最低泵压控制如下

$$P_p \geq P_7 + P_2$$

式中: P_p 为最低泵压,MPa; P_7 为从泵出口至 OMNI 阀循环孔之间循环压耗,MPa。

整个替液过程,泵压变化尽量控制呈“厂”字型走势。

(7)替液量控制及要求:若液出口节流控压效果良好,无地层流体滑脱上升迹象,替液至进出口液密度一致停泵;若替液期间,发现地层流体滑脱上升迹象(例如泵排量及液出口节流阀开度保持不变情况下,泵压及油压明显上涨),增大出口节流压力,直至替液量大于环空容积与 OMNI 阀以上管柱内容积一半或以上容积量之和(根据该区块实践经验),操作关闭 OMNI 阀循环孔。

(8)替液结束后,应尽快操作关闭 OMNI 阀循环孔,防止天然气上窜至管柱内,导致 OMNI 阀操作失败或工具损坏。

3 现场应用

根据施工井的基本信息,针对施工难点,设计出施工方案并在现场应用。

3.1 施工过程

(1)工具准备阶段,OMNI 阀全面保养,按照环空为密度 2.1 g/cm^3 泥浆环境充氮,严格按照 SOP 进行功能实验和内压实验,将 OMNI 阀调试至循环位。

(2)测试管柱下到预定深度后,循环脱气(泵压不超过 4 MPa,排量稳定,避免停泵),坐封封隔器,换装采气树,试压。

(3)开始替液,起泵泵压不超过 6 MPa,排量不超过 300 L/min ,从环空首先泵入 3 m^3 隔离液,继续泵入密度 1.2 g/cm^3 盐水。环空替液阶段保持泵排量稳定,液出口不进行节流。环空段替液结束后,

液出口进行节流控压,使得泵压保持在 29~33 MPa 之间,整个替液过程油压和套压控制见图 3。

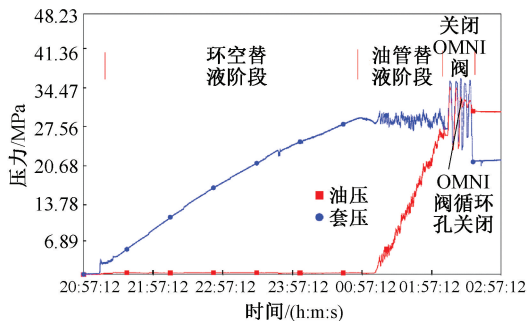


图 3 OMNI 阀替液期间油套压控制曲线

Fig. 3 Tubing and annulus pressure control curve during liquid replacement with OMNI valve

(4) 替液结束后,关闭液出口阀门,环空打压至 36 MPa,稳压 1 min,泄压至 26 MPa,重复该工作 3 次,OMNI 阀循环孔关闭,继续打压泄压操作 2 次,将 OMNI 阀操作至测试位,替液过程结束。

通过作业前各项精心准备,使用 OMNI 阀替液过程安全平稳,最终顺利完成 APR 测试作业,并获高产工业油气流,实测地层压力 63.1 MPa,最高地面关井压力 53.4 MPa,地层温度 122.5℃,最高天然气产量 $93 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,硫化氢浓度 30 000 ppm,二氧化碳浓度 12.5%。

两年来,在海外某“三高”气田利用该 APR 测试工艺成功完成十余层次测试作业,其中包括 2 次中途测试作业,成功验证了在高密度泥浆环境下使用 OMNI 阀替喷 APR 测试工艺有效性。

3.2 施工中存在的问题

(1) 在该气田 3-X 井 APR 测试作业过程中,由于液出口未进行有效节流控压,在替 OMNI 阀以上管柱内泥浆时,天然气滑脱上升,现场决定立即关闭 OMNI 阀循环孔,在操作关闭 OMNI 阀时,由于操作不当,环空压力泄压过低,环空压力与环空静液柱压力之和远低于 OMNI 阀处管柱内部压力,经过多次尝试关闭 OMNI 阀循环孔时,油压及套压仍同步上涨或下降,起出 APR 工具后检查发现,OMNI 阀处于测试位,但循环芯轴及外筒刺坏(见图 4、图 5)。

后经分析,工具损坏原因在于天然气上窜至管柱内,此时操作关闭 OMNI 阀循环孔,由于操作 OMNI 阀需要多次环空打压泄压,且 OMNI 阀循环孔处外部压力小于管柱内部压力,天然气携带泥浆固体颗粒从循环孔位置高速通过,在循环孔即将关闭时,将芯轴密封胶圈刺坏,导致芯轴与外筒之间不密封,进而将循环芯轴和循环外筒本体刺坏。



图 4 OMNI 阀循环外筒

Fig. 4 Circulation casing of OMNI Valve



图 5 OMNI 阀动力芯轴

Fig. 5 Power mandrel of OMNI Valve

(2) 由于受客户作业要求,本井管柱设计中使用 RD 循环阀用于循环压井阀,针对高压高含硫井 APR 测试作业,建议将 RD 循环阀更改为 RD 安全循环阀,提高作业安全性。

(3) 按照本井作业步骤,封隔器坐封后,需循环井筒泥浆,建议循环结束前,可替入少量高黏度隔离液至封隔器以上,防止泥浆沉淀于封隔器之上,埋卡封隔器。

4 结论

(1) 海外某气田具备“三高”气田特征,应用该技术十余井次,包含两井次中途测试作业,施工过程中 OMNI 阀工作正常,管柱密封可靠,封隔器未出现埋卡的情况,录取资料合格,作业一次成功率 100%。

(2) 该技术针对“三高”气井 APR 测试作业先射孔后下入测试管柱及中途测试的工艺要求,实现

了替液诱喷的需求,确保了测试作业的井控安全和工程质量,为后续的测试作业提供了技术支持。

致谢:感谢长城钻探工程有限公司测试分公司的领导和同事在工艺可行性分析、论文修改等方面的支持和帮助。

参考文献

- [1] 李传新,魏进雷. 地层测试中 OMNI 阀与 LPR-N 阀联合使用时需要注意的问题[J]. 内江科技, 2009,30(5): 106,110.
LI Chuanxin, WEI Jinlei. Problems needing attention when using OMNI valve and LPR-N valve together in formation testing[J]. Neijiang Science & Technology, 2009,30(5): 106,110.
- [2] 李加明. OMNI 阀与 LPR-N 阀应用分析[J]. 油气井测试, 2012,21(2): 46-48.
LI Jiaming. Applied analysis for OMNI valve and LPR-N valve[J]. Well Testing, 2012,21(2): 46-48.
- [3] 李四江,于广辉. 在测试管柱中使用 OMNI 循环阀值得注意的几个问题[J]. 油气井测试, 2005,15(1): 71-73.
LI Sijiang, YU Guanghui. Some problems to be noted for using OMNI reverse circulating valve in well testing string[J]. Well Testing, 2005,15(1): 71-73.
- [4] 《试油监督》编写组. 试油监督(上)[M]. 北京:石油工业出版社, 2004:59-70.
- [5] 谢寿昌. APR 负压延时射孔-测试联作工艺技术[J]. 石化技术, 2016,23(9): 78,75.
XIE Shouchang. APR negative pressure delay perforation testing combination operation technology[J]. Petrochemical Industry Technology, 2016,23(9): 78,75.
- [6] 张兴华,周新宇,杨子,等. APR 测试工艺在压裂测试井中的技术创新[J]. 油气井测试, 2018,27(5): 13-18.
ZHANG Xinghua, ZHOU Xinyu, YANG Zi, et al. Technical innovation of APR testing technology in fracturing test wells[J]. Well Testing, 2018,27(5): 13-18.
- [7] 孙永涛,马魁魁,陆爱华. 浅海试油排液工艺的对比及优选[J]. 油气井测试, 2010,19(3): 33-35.
SUN Yongtao, MA Kuikui, LU Aihua. Comparison and optimization of oil test tech at shallow sea [J]. Well Testing, 2010,19(3): 33-35.
- [8] 田向东,康露,杨志,等. 海上油气井快速诱喷测试技术[J]. 油气井测试, 2018,27(2): 41-46.
TIAN Xiangdong, KANG Lu, YANG Zhi, et al. Fast testing of induced flows in offshore oil/gas wells[J]. Well Testing, 2018,27(2): 41-46.
- [9] 马金良,刘泽宇,李春宁,等. 一趟管柱分层射孔与水力泵排液联作技术[J]. 油气井测试, 2018,27(2): 22-26.
MA Jinliang, LIU Zeyu, LI Chunling, et al. Integration of layered perforation and flowback by hydraulic pump in one trip[J]. Well Tesing, 2018,27(2): 22-26.
- [10] 李加明. 复合射孔与 APR 测试工具联作技术的应用[J]. 油气井测试, 2012,21(6): 36-37.
LI Jiaming. Application of combined technology of composite perforation and APR testing tool[J]. Well Tesing, 2012, 21(6): 36-37.
- [11] 王玉忠,韩祥海,马金良,等. 射孔-压裂-水力喷射泵排液一体化技术[J]. 油气井测试, 2011, 20(5): 72-74.
WANG Yuzhong, HAN Xianghai, MA Jinliang, et al. Perforation-fracturing-water jet pump drain integration technology [J]. Well Testing, 2011,20(5): 72-74.
- [12] 张立群. 川东北高温高压含硫气井完井测试技术[J]. 科技资讯, 2013(3): 47-48.
ZHANG Liqun. Completion testing technology for high temperature and high pressure sour gas wells in Northeast Sichuan [J]. Science & Technology Information, 2013 (3): 47-48.

编辑 方志慧

第一作者简介:汤火林,男,1988 年出生,工程师,2011 年毕业于中国石油大学(华东),主要从事油气井试油测试工作。电话:18510576252; Email: thlin. gwdc@ cnpc. com. cn。通信地址:北京市朝阳区安立路 101 号名人大厦长城钻探工程有限公司测试公司,邮政编码:100101。